

전력분야 경쟁도입에 따른 열병합발전소 지원정책 고찰

김창수 이창호 조인승
한국전기연구원

A Study on the Subside Policy of District Heating CHP System
in a Competitive Electricity Market

C. S. KIM, C. H. Rhee, I. S. Jo
Korea Electrotechnology Research Institute

Abstract - Electric generation cost in district Heating CHP system has close relationship with the level of heating price. So far, the calculation of CHP generation cost has been based on cost recovery system in which revenue requirement deducted the revenue from heating-sales. The restructuring of electricity industry determines the market-clearing price every hour and made it impossible that the loss due to the above market cost can be attributed to the generation cost. Hence, the loss is compensated by energy subsidy program in public benefit charge. This analysis derives an efficient action plan for future subsidy program.

현재 우리나라에서 열병합발전소를 이용한 지역난방 열공급은 한국지역난방공사에서 시작하여, LG파워, 등이 있다. 다음의 표 1은 지역난방용 열병합발전소의 현황을 나타낸 것이다.

<표 1> 지역난방을 위한 열병합발전 현황

발전소	사업소		사용 연료	발전 (MW)	열생산 (Gcal/h)
	발전	열			
서울화력	중부발전소	한국지역난방	LNG	388	387
분당복합	남동발전소	한국지역난방	LNG	940	903
일산복합	동서발전소	한국지역난방	LNG	900	830
수서CHP	한국지역난방	한국지역난방	소각열	13.3	36
대구CHP	한국지역난방	한국지역난방	중유	43.5	71
수원CHP	한국지역난방	한국지역난방	중유	43.2	71
청주CHP	한국지역난방	한국지역난방	중유	61.4	105
독동CHP	서울에너지	서울에너지	LNG	21.5	
노원CHP	서울에너지	서울에너지	LNG	37.0	
안산CHP	안산도시개발	안산도시개발	중유	62.6	102
인천공항 에너지	인천공항 에너지	인천공항 에너지	LNG	127	103
안양복합	LG파워	LG파워	LNG	475	
부천복합	LG파워	LG파워	LNG	475	

1. 서 론

열병합발전소(CHP)는 열과 전기를 동시에 생산하여 전기만 생산할 경우의 낮은 효율에서 열을 동시에 활용함으로써 효율성과 경제성을 높이는 발전소로, 우리나라를 비롯하여 선진국에서도 널리 보급되고 있다.

우리나라에서 CHP사용은 공업단지에 발생하는 열수요를 공급하는 열병합발전, 자체 열수요를 충족하기 위한 자가 열병합발전, 지역난방을 위한 집단에너지 열병합발전 등으로 활용되고 있다. 지역난방을 위한 집단에너지 사업은 '80년대 고유가시대 에너지정책의 일환으로 '85년 목동지역의 지역난방을 시점으로 시작하여 '90년 초에는 분당, 안양, 일산, 부천 등 수도권 지역의 열공급 및 전력생산을 위하여 LNG 복합화력을 이용한 열병합발전소를 건설하였다. 이후에도 지역난방업자에 의한 열병합발전소 건설이 이루어졌다.

우리나라에서 LNG복합화력은 연료가격이 높아서 전력 시장가격이 높은 주간시간대에 발전을 담당하고 있다. 반면, 열수요는 겨울철에 집중적으로 발생하고, 심야시간에도 열공급을 위해 발전해야 하는 등 전기수요에 따른 발전패턴과 다른 형태로 발전이 이루어지게 된다.

최근 전력분야에 시장경쟁을 도입하여 시간대별로 시장가격이 결정되는 시스템으로 운용되고 있다. 이에 따라 과거 상호보조의 개념으로 전기요금에 포함된 비용들이 시간별 발전원가 및 전기가치가 노출되어 드러나게 되었다. 특히, 겨울철 심야시간대 낮은 전기요금 시기의 전력생산은 전기가치 측면에서 시장가격과 생산단가의 차이에서 많은 손실을 가져오고 있으며, 현재 이러한 손실은 전력산업기반기금의 타에너지지원사업으로 지원하고 있다.

본 연구는 앞으로 지속적으로 발생할 수 있는 열병합발전의 손실지원에 대하여 지원방법 등을 고찰하고, 앞으로 경쟁체제에서 시장신호와 국가적인 경제적인호로 작용할 수 있는 지원방안에 대하여 분석한다.

2. 열병합 현황

2.1 지역난방용 열병합발전소 보급

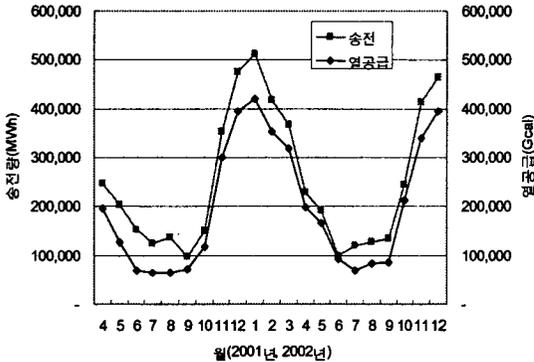
위의 표에서 보는 바와 같이 수도권은 환경제약에 따른 연료규제로 LNG를 이용한 열병합발전소가 담당하고 있으며, 열병합발전소가 없을 경우에도 일반 가정에서는 LNG등 청정연료를 이용한 난방만 허용된다. 또한, 서울, 분당, 일산, 안양, 부천복합발전은 수도권의 전력공급에 대한 목적이 포함되었으나, 타 CHP는 민간 또는 공공의 자율적 투자로 건설되었다. 최근, 안양과 부천은 매각시에 열공급에 따른 비용을 반영하여 민간업자인 LG파워에 매각되었으며, 열과 전기공급이 하나의 회사에 의해 이루어지고 있다. 이에 따라 타에너지지원사업에서 열병합발전 지원은 서울, 분당, 일산 CHP에 한정된다. 이러한 3개의 발전소 설정은 구조개편으로 지금까지 전기요금에 포함되어 있던 지원금이 도출됨에 따라 나타나는 비용보상차원에서 설정한 것이다.

수도권의 나머지발전소에서 목동, 노원 등은 서울지자체에서 관리하고 있으며, 나머지는 경제성 등에 따라 자율적으로 참여한 사업자에 해당한다. 따라서, 위에서 언급한 3개의 발전소에 한정하여 분석한다.

2.2. 열병합 운영현황

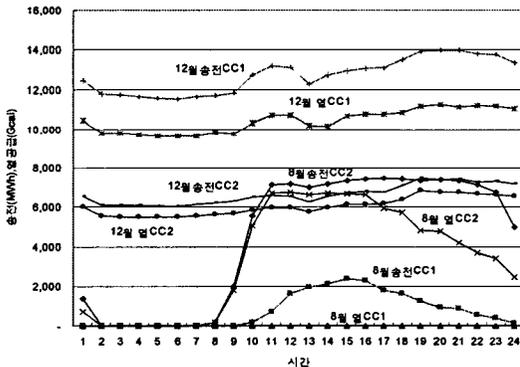
지원정책 대상인 서울, 분당, 일산CHP 중에서 서울화력은 LNG기력발전이며, 분당과 일산은 LNG복합화력이다. 이에 따라 같은 연료를 사용하나 다른 발전방식에 의한 효율차이에 의한 발전단가 차이로 발전소 운영패턴은 다르다. 특히, 서울화력은 수도권 제약에 따른 연료단가가 높은 LNG사용으로 발전단가가 매우 높은 실정이다.

열병합발전의 패턴을 분석하기 위해 다음의 그림 1은 A사의 월별 송전량과 열공급량을 분석한 그래프이다. 그림에서 전력공급과 열공급의 패턴이 비슷하여 CHP로 운전이 되는 것으로 보이며 1월경에 열수요가 가장 높다, 여름철은 전기출력 비율이 높으며, 이는 CHP운전과 전기단독 복합화력 운전이 혼재됨을 보인다. 그림에서 1월경에 열수요가 가장 높았으며, 이에 따른 전력생산도 많았다.



<그림 1> 열병합발전소 월별운전패턴

다음의 그림은 여름철과 겨울철 시간별 평균운전패턴을 나타낸 것이다. 그림에서 겨울철은 열생산을 위해 심야시간에도 높은 출력으로 전력도 함께 생산됨을 알 수 있다.



<그림 2> 열병합발전소 시간별 운전패턴

3. 열요금 수준과 지원정책

3.1. 열요금수준 결정과정

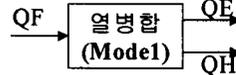
분당, 일산 복합화력은 다음과 같은 다양한 형태의 운전이 가능하다.

<표 2> 복합화력 열병합발전소 운전형태

발전모드	출력형태	특징
MODE1	전기:GT, HST 열: HST의 배열	-일반적인 CHP 운전 형태
MODE2	전기: GT 열: 0	-가스터빈 운전
MODE3	전기:GT, HST, LST 열: 0	-전기단독 운전
MODE4	전기:GT 열: HRSG	-열회수보일러 열을 모두 열로 공급
MODE5	전기: GT, HST, LST 열: HST의 배열일부	-일부분 열로 공급

일반적으로 경제적으로 열병합을 운전하기 위한 모드

는 대부분 Mode 1으로 운전되고 있다.



QF: Mode 1 시간당 연료사용 (Gcal)

QE: Mode 1 시간당 발전량 (MWh)

QH: Mode 1 시간당 열공급량 (Gcal)

현재 열요금은 고정비 회수분과와 변동비 회수분이 있으며, 열병합발전의 경우 많은 부분에서 변동비가 차지하고 있다. 변동비만 고려시 열병합발전소 운전조건은 다음과 같다

$$QF_i \times FC_i < QE_i \times EC_i + QH_i \times HC_i$$

FC: 연료단가 (원/Gcal)

EC: 해당시간대 전력가치(원/kWh)

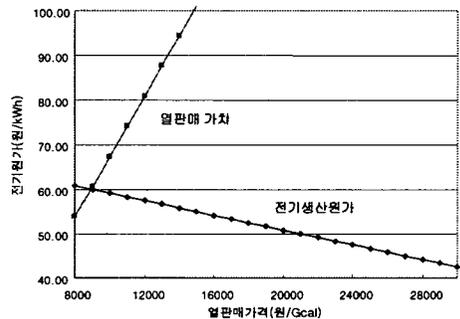
HC: 해당시간대 열판매단가(원/Gcal)

즉, 발전에 따른 수입과 열공급에 따른 수입의 합이 연료비용보다 높아야 한다. 지금까지 열요금 결정은 열공급을 위해 전기공급을 줄여야 하는 출력의 비율만큼 열요금으로 결정하는 감발보상을 채택하였으며, 최근 이에 대한 현실화로 감발보상으로 결정된 열요금에 일정 비율을 곱하여 상응한 열요금을 적용하고 있다.

다음은 LNG 연료가격을 30,000원/Gcal로 전제할 경우에 연료비를 회수할 수 있는 열요금과 전기가격을 나타낸 것이다.

<표 3> 열요금 수준에 따른 전기부분 발전원가

구분	열요금 단가 (원/Gcal)	전기생산		열수입의 전기가치 (원/kWh)	
		변동비 (원/kWh)	대체 열효율		
초기 개발보상	사용량요금만 고려	8,913	60.12	42.91	60.12
	기본+사용량요금 고려	10,834	58.51	44.10	73.08
열요금수준	사용량요금만 고려	16,400	53.85	47.92	110.62
	기본+사용량요금 고려	18,231	52.24	49.39	123.58
전기단독 원가		-	60.12	42.91	-



<그림 3> 열가격과 전기원가의 관계

위의 표에서 열요금 단가가 높아짐에 따라 상대적으로 전기부분의 발전원가가 낮아짐을 알 수 있다. 위의 표에서 열요금 단가가 16,400원 일 경우에 시장가격이 53.85원 이상이면 열병합발전으로 시장에 참여하는 것이 유리하며, 시장가격이 110.61원 이상이면 CHP운전보다는 전기단독복합이 유리함을 알 수 있다.

현재의 열요금 수준에서 전기생산 원가를 고려한 시장 참여가 가능하면 손실은 보지 않는다. 그러나, 심야시간대는 전기원가보다 낮은 시장가격에서도 발전하여야 하므로 손실이 발생된다. 특히, 전력시장가격이 42원/kWh

이하일 경우에는 LNG보일러에 의한 열공급이 열병합발전보다 유리하게 적용될 수 있다. LNG보일러의 효율을 고려하더라도 40원/kWh 이하일 경우에 LNG보일러에 의한 열공급이 경제적이다.

3.2. 타에너지지원의 손실보상체계

기본적으로 손실은 전기생산원가보다 낮은 시장가격시 간대에 열공급을 위한 전력생산으로 발생한다. 이러한 손실발생은 열병합발전의 전기/열 관계특성에 따른 원가가 제대로 반영되지 않기 때문이다. 즉, 과거에는 열요금이 결정됨에 따라 전기가격이 결정되나, 현재에는 이미 시장에 전기가격이 시가대별 가치를 반영하여 시장가격을 형성되어 있다. 따라서, 주어진 열요금에서는 낮은 시장가격에서 손실이 발생한다. 현재 보상체계는 열생산을 위해 발전한 전기에 대해서는 시장가격과의 차이를 보상해주고 있다.

보상금액 = (변동비용가-정산단가)×열공급계약발전량
- 계약열공급에 의한 열판매수입

현재 타에너지 지원규정에 의한 열공급 손실비용 보상이 다음과 같은 문제점이 예상되고 있다.

- 도매시장에서는 열공급계약의 규정이 사라짐
- 손실분 100% 보상에 따른 손실감소 유인책 부재
- 지속적인 열공급 증가에 따른 손실수준 증대
- 타 지역난방 열병합(안양,부천)과의 관계
- 서울화력 열공급 문제

현재 CBP단계에서는 계약조건에 계통계약 뿐만 아니라 연료계약, 열공급계약 등의 계약발전도 고려가 되어진다. 계약발전이 있어서는 해당 발전기는 시장가격 결정에 참여하지 못하며, 시장가격으로 받게 되며, 계약발전으로 기록된다. 도매시장에서는 계약발전만 규정되므로 보상금액 산정식을 달리 하여야 한다.

열공급에 따른 손실비용을 100%보상이 이루어지면 열요금 측면에서는 손실감소 노력의 요인이 없어지므로 열병합발전소가 운영되는 한까지는 지속적인 손실발생이 불가피하다.

다음의 표는 2002년 열공급비용 구성을 나타낸 것이다. 표에서 열병합발전소 열생산원가는 분당, 일산의 경우에 연료비원가 3만원/Gcal 보다 낮으나, 서울화력은 상당히 높음을 알 수 있다. 특히, 서울화력의 경우에는 열병합발전으로 열을 공급하기 보다는 LNG 보일러로 공급하는 것이 유리하게 나타나 있으므로 서울화력의 열공급에 대해서는 재검토가 필요하다.

<표 4> 2002년 열공급 비용구성(원/Gcal)

구성	분당	일산	서울
열생산 원가	22,920	23,300	49,980
열판매 단가	12,960	14,530	22,320
기금손실지원	9,960	8,770	27,660

위의 표에서 열생산 원가는 해당시간대 전기가격에 따라 달라지게되며, 위의 수치는 연가 평균을 나타낸 것이다. 최근 겨울철에는 기저부하가 상대적으로 많고 이에 대한 기저발전설비가 부족하여 겨울철 평균적인 시장가격이 높게 형성되어 있다. 만일 이것이 해소되어 시장가격이 낮아지면 열생산원가는 상대적으로 높아져 손실지원액이 높아지게 된다.

3.3. 보상대안

기본적으로 기금지원은 효율성을 유도하는 지원형식이어야 한다. 또한, 발전사업자와 열공급자(한국지역난방)도 최적비용으로 열공급이 유도되는 노력을 유지하여야 한다. 그러나, 현재의 손실보상은 손실부분에 대하여 전

액 기금으로 보전하는 형태로 구성되어 있으므로 손실최소화 및 국가차원의 최적화에 대한 유도가 없다. 이에 대한 개선으로 위에서 분석한 결과를 토대로 다음과 같은 개선안을 도출하였다.

특히, 심야시간대에 전력가격이 낮으면 이에 따른 손실이 급격히 증가하여 기금지원액이 높아지는 경향이 있다.

① 시장가격이 정해진 수준 이하일 경우에 열병합에 의한 열공급보다 LNG보일러에 의한 열공급으로 유도한다.

$$EC_t < \frac{QF_t \times FC_t - QH_t \times HC_t}{QE_t}$$

이때 손실보상은 전체 손실보상체계에서 규정한다.

② 지금까지의 정산체계 보다는 연간 손실보상액을 정하여 자율적으로 최적화 운전을 유도한다.

③ 연간손실 보상액 수준도 연차적으로 축소하여 열요금 현실화를 유도한다. 이 경우에 지원액 수준에 대하여 예고하여 발전사업자 및 열공급자가 대응방안을 마련할 수 있게 한다.

3. 결 론

지금까지 수도권 LNG열병합발전소의 현황과 기금지원에 대하여 분석하였다. 그 결과 다음과 같은 시사점과 개선대안을 도출하였다.

- 현재 분당, 일산 열병합발전소는 열병합발전에 의한 열공급 경제성을 확보하고 있으나, 서울화력은 열병합이 불리하므로, 서울화력 열공급은 다른 방안을 모색하는 것이 국가적으로 유리함.
- 전력시장가격이 정해진 수준 이하일 경우(예:연료가격 3만원/Gcal 기준시 40원/kWh이하)에는 열전용보일러가동을 의무화가 필요함. 다만, 당분간 보일러가동에 따른 지역난방손실액(보일러 열단가-구입열단가)은 기금에서 조건하는 것이 필요하다.
- 복잡한 시간대별 손실액 산정보다 일정 금액을 매년 지원하면서 발전사업자와 지역난방사업자의 상호 최적화유도가 필요함. 다만, 지원액은 열요금 현실화를 유도하기 위해 단계적 축소예고제가 필요함.
- 전력부분 기금액을 효율적으로 활용하고, 특정대상에 대한 지원을 축소하기 위해서는 지역난방을 위한 열병합 발전에 대한 새로운 시도가 필요하다.

[참 고 문 헌]

- [1] 한국전력공사, "합리적인 열수급조건 결정방안 연구", 연구보고서, 1996. 6
- [2] 권영한,김창수,진병문,김진오, "지역난방용 열병합시스템의 최적운전패턴과 적정 열요금구조", 어네지공학회지, 5권 2호, 1996
- [3] 산업자원부, "타에너지 지원사업 운영요령", "개정고시", 2002. 6.